Non-confidentiel

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION FINALE

(B)160825-CDC-1544

relative au

« contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore de Norther »

prise en application de l'article 7, §2, premier et deuxième alinéas de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

25 août 2016

TABLE DES MATIÈRES

I. INTRODUCTION 3

II. CADRE LEGAL 4

II.1 Législation nationale 4

II.2 Réglementation européenne 6

III. ANTECEDENTS 7

IV. CONSULTATION 10

V. CONTROLE DES OFFRES ET DETERMINATION DU MONTANT A PRENDRE EN CONSIDERATION PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU POUR LE FINANCEMENT DU CABLE SOUS-MARIN 13

V.1 Coûts pris en compte 13

V.2 Procédure d'attribution au moyen de l'appel d'offres européen 14

V.3 Conclusion après comparaison des offres 18

VI. CONDITION SUSPENSIVE 20

VII. CONCLUSION 22

I. INTRODUCTION

En vertu de l'article 7, §2, premier et deuxième alinéas de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) prend ci-après une décision relative au contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien *offshore* situé au sud de Thorntonbank. Le dossier en question a été introduit par Norther S.A. (ci-après : « Norther »), qui est titulaire de la concession domaniale située au sud de Thorntonbank, comme visé à l'article 6, §1er de la loi électricité.

La présente décision finale a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 25 août 2016.

II. CADRE LEGAL

II.1 Législation nationale

1. L'article 7, §2, deuxième alinéa de la loi électricité prévoit que les concessions domaniales accordées après le 1er juillet 2007 peuvent demander de ne pas se connecter à une installation nécessaire pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international. Si le Roi accorde l'autorisation, le gestionnaire de réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25.000.000,00 EUR et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite, comme défini dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002[1], est augmenté de 12,00 EUR/MWh.

2. Les modalités d'octroi du subside pour le câble de 25.000.000,00 EUR sont fixées à l'article 7, §2, premier alinéa de la loi électricité :

> *"Pour les nouvelles installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 [...], le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25 millions d'euros pour un projet de 216 MW ou supérieur. Ce financement de 25 millions d'euros est réduit proportionnellement lorsque le projet est de moins de 216 MW. Dans ce montant est compris l'achat, la livraison et la pose du câble sous-marin, ainsi que les installations de raccordement, les équipements et les jonctions de raccordement des installations de production mentionnées. Ce financement est étalé sur cinq ans, à raison d'un cinquième par an prenant cours à la date de commencement des travaux. La commission contrôle le coût total à prendre en considération pour la contribution, sur base de l'offre, ou des offres, que le titulaire de la concession domaniale visée à l'article 6, § 1er prend en compte en application de la loi du 24 décembre 1993 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et de services. La commission exerce ce contrôle dans une période d'un mois après la présentation de la dite offre, ou des dites offres, par le titulaire de la concession domaniale visée à l'article 6, § 1er. La contribution est versée en cinq tranches égales à partir du mois suivant le commencement des premiers travaux, et à la même date les années suivantes."*

3. L'article 7, §2, quatrième alinéa de la loi électricité prévoit que si les 216 MW projetés ne sont pas atteints dans les cinq ans à compter du début des travaux, un montant au pro rata des 25.000.000,00 EUR est réclamé à l'initiative du ministre, après avis de la CREG.

[1] L'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables.

4. Le financement de 25.000.000,00 EUR sera versé en cinq tranches égales à partir du mois suivant le commencement des premiers travaux, et à la même date les années suivantes. Le paiement de chaque tranche sera effectué après demande du titulaire de la concession domaniale visée à l'article 6, §1er, conformément à la procédure prévue à l'article 7, §2, cinquième alinéa de la loi électricité. Cette demande comprend :

1) la preuve de la réalisation du programme d'investissement autorisé que la CREG peut contrôler soit sur base des pièces transmises par le titulaire soit sur place ;

2) la production de la preuve du respect des législations et des réglementations fiscales et sociales pendant l'exercice comptable clôturé précédant la demande de paiement.

5. Les modalités de ce financement seront déterminées par contrat entre le gestionnaire du réseau et le titulaire de la concession domaniale, comme mentionné à l'article 7, §2, 8e alinéa.

6. Un projet de loi[2] modifiant la loi électricité a été approuvé en Chambre des représentants le 14 juillet 2016.

L'article 3, 2° de ce projet de loi modifie l'article 7, §2, alinéa 2, de la loi électricité en y ajoutant ce qui suit:

> *"Lorsqu'il s'agit d'installations dont le financial close a lieu après le 1er mai 2016, le prix minimal pour l'énergie éolienne produite comme visé à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1er de la loi prend en considération en application de la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et services. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération."*

Au cours des travaux préparatoires de ce projet, un amendement a été voté qui ajoute une disposition transitoire à ce régime. Cet amendement vise en substance à instaurer un régime pour les installations faisant l'objet d'une concession domaniale, dont le *financial close* a lieu entre le 1er mai 2016 et le 31 décembre 2016, si le titulaire de la concession domaniale a déjà, préalablement à l'entrée en vigueur de la loi, sollicité auprès de la CREG le contrôle du coût total à prendre en considération dans le cadre de l'achat, de la fourniture et de la pose du

[2] Projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne la modification du mécanisme en vue de l'octroi de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6 de la loi électricité, le financement du câble sous-marin et l'écart de production, Doc. parl., Chambre, session 2015-2016, n° 54 1911/1.

câble sous-marin, ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production d'électricité, et présenté à cet effet les offres à prendre en considération, en application de l'article 7, §2, 1er alinéa de la loi du 29 avril 1999 précitée. Pour ces installations, l'article 7, §2, alinéa 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, tel qu'en vigueur avant l'entrée en vigueur de la présente loi, demeure d'application[3].

II.2 Réglementation européenne

7. L'article 107, §1er du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le « TFUE ») prévoit :

> *« Sauf dérogations prévues par les traités, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions ».*

L'article 108, §3 du TFUE prévoit quant à lui :

> *« La Commission est informée, en temps utile pour présenter ses observations, de tout projet tendant à instituer ou à modifier des aides. Si elle estime qu'un tel projet n'est pas compatible avec le marché intérieur, aux termes de l'article 107, elle ouvre sans délai la procédure prévue au paragraphe précédent. L'État membre intéressé ne peut mettre à exécution les mesures projetées, avant que cette procédure ait abouti à une décision finale. »*

Cette disposition contient la règle généralement appelée « obligation de *standstill* ».

Par « mise en vigueur », il ne convient pas d'entendre seulement le paiement effectif de l'aide, mais également le moment où le droit à l'aide est octroyé en vertu de la législation nationale. À défaut pour l'Etat membre de respecter cette obligation, l'aide octroyée – à savoir la décision octroyant l'aide – sera considérée comme illégale.

Toute autorité de l'Etat membre est tenue par cette obligation. En sa qualité d'autorité administrative - même indépendante -, la CREG doit elle aussi respecter la règle de *standstill*.

[3] *Ibid.*, n° 54 1911/3, p. 22.

III. ANTECEDENTS

8. Le 10 juillet 2014, Norther a introduit une demande d'approbation d'un raccordement individuel au réseau de transport *onshore*.

9. Le Conseil des ministres du 27 juillet 2015 a approuvé ce raccordement individuel de la concession domaniale Norther. Cette approbation a été entérinée dans l'arrêté royal du 5 juillet 2015[4].

10. Le 20 novembre 2015, le Conseil des ministres a pris une décision visant une révision du mécanisme de soutien de la production d'électricité *offshore*. Les modifications légales et réglementaires résultant de cette décision ne sont, pour l'heure, ni en vigueur, ni apportées.

11. Le 4 mars 2016, l'Etat belge a envoyé à la Commission européenne, sous la forme d'une notification préalable, le nouveau mécanisme de soutien, ainsi que son application, notamment au futur parc *offshore* de Norther, conformément à l'article 108, §3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

Le mécanisme de soutien du câble sous-marin, et notamment le financement par le gestionnaire de réseau d'un tiers du coût de ce câble pour un montant de 25.000.000,00 EUR, est décrit dans le dossier de notification précité.

12. Le 9 juin 2016, le Conseil des ministres a de nouveau pris une décision visant une révision du régime de soutien de la production d'électricité *offshore*. Les modifications légales et réglementaires résultant de cette décision ne sont, pour l'heure, ni en vigueur, ni exécutées.

13. Le 16 juin 2016, l'Etat belge a envoyé à la Commission européenne le nouveau régime de soutien visé, ainsi que son application, notamment au futur parc *offshore* de Norther, conformément à l'article 108, §3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Le montant de l'augmentation du prix minimum de l'énergie éolienne *offshore* afin de couvrir les coûts de raccordement de Norther a également été notifié.

14. Norther a introduit par voie électronique le 21 juin 2016 (et par courrier reçu le 23 juin 2016) la demande de contrôle des coûts totaux que le gestionnaire de réseau doit prendre en

[4] Arrêté royal du 5 juillet 2015 accordant à la SA Norther l'autorisation de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins visés à l'article 13/1 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

considération pour le financement du câble sous-marin du parc éolien *offshore* situé au sud du Thorntonbank.

15. Les 22 et 30 juin 2016, la CREG a demandé des informations complémentaires par e-mail.

16. Les 23, 24 et 30 juin 2016, Norther a transmis les informations demandées par e-mail.

17. Le 1er juillet 2016, la CREG a demandé des informations complémentaires par e-mail.

18. Les 1er et 4 juillet, Norther a transmis les informations demandées par e-mail.

19. Le 5 juillet 2016, la CREG a reçu une lettre de Norther (dd. 4 juillet 2016) dans laquelle elle renonce à certains droits énoncés dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 et dans la loi électricité. Dans sa lettre, Norther écrit[5]:

> *En vue de permettre toutefois à la CREG de prendre une décision rapidement de manière à ce que Norther puisse respecter le financial close prévu, Norther marque son accord sur le contenu de la communication du 9 juin 2016 relative au système de soutien pour Norther.*
>
> *S'agissant des dossiers de demande introduits auprès de la CREG les 29 avril 2016 et 21 juin 2016 :*
>
> *- Norther déclare, en dérogation à l'article 14, §1er, 1bis de l'AR du 16 juillet 2002, accepter un LCOE fixe de 124,00 EUR/MWh, tel que fixé dans la communication susmentionnée du 9 juin 2016, et Norther renonce à tout montant LCOE supérieur à 124,00 EUR/MWh (calculé sur une période de 20 ans), comme défini dans la communication du 9 juin 2016 (sans préjudice du subside et de la surcharge pour le câble - voir ci-après);*

[5] Traduction libre de : Teneinde de CREG desalniettemin in staat te stellen spoedig een besluit te nemen zodat Norther haar vooropgestelde financial close kan bereiken, gaat Norther akkoord met de inhoud van de communicatie van 9 juni 2016 betreffende het ondersteuningssysteem voor Norther.
Met betrekking tot de aanvraagdossiers die op 29 april 2016 en 21 juni 2016 bij de CREG werden ingediend:
- verklaart Norther dat zij zich, in afwijking van artikel 14§1, 1bis van het KB van 16 juli 2002 akkoord verklaart met een vaste LCOE van 124,00 EUR/MWh zoals bepaald in bovenvermelde communicatie van 9 juni 2016 en verzaakt Norther aan enig LCOE bedrag boven 124,00 EUR/MWh (berekend over een periode van 20 jaar) zoals bepaald in de communicatie van 9 juni 2016 (zonder afbreuk te doen aan de kabelsubsidie en –toeslag zie verder);
- verzaakt Norther aan de aankoopverplichting van groenestroomcertificaten tijdens het twintigste jaar (met andere woorden : de aankoopverplichting geldt voor 19 jaar);
- verzaakt Norther aan de driejaarlijkse herziening van de LCOE in functie van de werkelijke exploitatiekost (OPEX);
- verklaart Norther dat zij zich, in afwijking van artikel 7§2 van de elektriciteitswet van 29 april 1999, akkoord verklaart met een bedrag van 8,2 EUR/MWh voor de kabeltoeslag en verzaakt Norther aan enige kabeltoeslag boven de 8,2 EUR/MWh (zonder afbreuk te doen aan de rechten op basis van de elektriciteitswet op de kabelsubsidie van 25 miljoen EUR);
- verzaakt Norther aan de driejaarlijkse herziening van de correctiefactor en aanvaardt zij de jaarlijkse herziening van de correctiefactor.

- *Norther renonce à l'obligation d'achat de certificats verts lors de la vingtième année (en d'autres termes : l'obligation d'achat vaut pour 19 ans) ;*

- *Norther renonce à la révision triennale du LCOE en fonction du coût d'exploitation réel (OPEX) ;*

- *Norther déclare, en dérogation à l'article 7, §2 de la loi électricité du 29 avril 1999, accepter un montant de 8,2 EUR/MWh au titre de surcharge pour le câble et Norther renonce à toute surcharge pour le câble supérieure à 8,2 EUR/MWh (sans préjudice des droits, en vertu de la loi électricité, au subside pour le câble de 25 millions EUR) ;*

- *Norther renonce à la révision triennale du facteur de correction et en accepte la révision annuelle.*

20. Le projet de décision (B)160707-CDC-1544 relative au « contrôle des coûts totaux à prendre en compte par le gestionnaire de réseau pour le financement de l'achat, de la fourniture et de la pose du câble sous-marin ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production du parc éolien offshore Norther » (ci-après : le projet de décision) a été approuvé par la CREG lors de son Comité de direction du 7 juillet 2016.

21. En vertu de l'article 23, §1er de son règlement d'ordre intérieur, le Comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision finale relative à ce dossier et en application de l'article 40, premier alinéa, 1° et deuxième alinéa de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation publique sur ce projet de décision compte tenu de la quantité d'informations confidentielles que comportent le dossier et le projet de décision, mais bien une consultation non publique de Norther du 11 juillet 2016 (minuit) au 18 juillet 2016 (minuit) inclus.

22. La CREG a reçu les remarques de Norther par e-mail et par lettre recommandée le 18 juillet 2016.

IV. CONSULTATION

23. L'article 40, 1er alinéa du règlement d'ordre intérieur de la CREG prévoit que le Comité de direction n'organisera pas de consultation publique, notamment si le projet de décision *"comporte tellement d'informations confidentielles qu'une consultation publique relative aux éléments restants serait impossible ou inutile"*.

Dans une telle hypothèse, il est précisé (art. 40, al. 2) que *"le comité de direction peut encore décider de procéder à une consultation non publique, en particulier des personnes dont provient la proposition pour approbation par le comité de direction. Le comité de direction prendra cette décision si la ou les personnes concernées n'ont/n'avaient pas encore eu la possibilité de faire valoir leurs remarques dans le cadre de la décision prévue."*

24. Le Comité de direction ne pouvait que constater en l'espèce que le projet de décision reposait essentiellement sur des données ayant trait à des offres reçues par Norther et que ces données sont commercialement sensibles et, par conséquent, confidentielles.

Une consultation publique sur une version non-confidentielle du projet de décision ne permettrait pas aux acteurs du marché de se prononcer utilement sur le projet, compte tenu de la quantité d'informations qu'il faudrait supprimer de la version non-confidentielle.

Par conséquent, une consultation publique n'était pas envisageable en l'espèce conformément à l'article 40, 1er alinéa, 1°.

25. Le Comité de direction a également constaté que le montant de l'augmentation du prix minimum découle de la renonciation que Norther avait communiquée à la CREG. Cette renonciation résultait d'un accord entre les représentants du gouvernement fédéral et Norther, comme décidé au Conseil des ministres du 9 juin 2016.

La CREG ne souhaitait pas mener une consultation publique sur ce montant.

Le principe d'une consultation (publique ou non) suppose en effet non seulement la possibilité pour les personnes consultées de donner leur avis sur le projet envisagé, mais également celle de suggérer – et le cas échéant d'obtenir – une modification du projet. Or, en l'espèce, le Comité de direction était forcé de constater ce qui suit.

D'une part, la modification du montant de l'augmentation du prix minimum résultant de l'accord précité ne pouvait être envisagée et ne relèverait pas, de toute manière, du pouvoir de la CREG mais des ministres compétents agissant avec l'accord de Norther.

D'autre part, il n'appartenait pas à la CREG d'organiser une consultation publique sur les décisions du Gouvernement fédéral.

26. En vertu de l'article 23, §1er de son règlement d'ordre intérieur, le Comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision finale relative à ce dossier et en application de l'article 40, premier alinéa, 1° et deuxième alinéa de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation publique sur le projet de décision compte tenu de la quantité d'informations confidentielles que comportent le dossier et le projet de décision, mais bien une consultation non publique de Norther du 11 juillet 2016 (minuit) au 18 juillet 2016 (minuit) inclus.

27. Le 18 juillet 2016, la CREG a reçu la réaction de Norther. Dans sa réponse, Norther formule quelques remarques sur le projet de décision.

28. La première remarque de Norther porte sur le numéro 1 du projet de décision. Norther souhaite ajouter le passage suivant dans la note de bas de page de ce paragraphe : « comme prévu pour les installations dont le financial close a lieu après le 1er mai 2014 ». La CREG estime que le cadre légal a été commenté de manière suffisamment claire dans la décision et ne retient par conséquent pas cette remarque.

29. Norther formule les remarques suivantes sur le numéro 4 du projet de décision :

- Tout d'abord, elle propose de placer ce paragraphe après le numéro 6 du projet de décision. Selon Norther, les numéros 1-3 et 5-6 du projet de décision traitent de la réglementation actuelle, alors que le numéro 4 concerne le projet de loi approuvé.

- Par ailleurs, Norther propose de supprimer le passage biffé ci-après car il ne correspond pas au projet de loi cité :

  « Lorsqu'il s'agit d'installations dont le financial close a lieu après le 1er mai 2016 ... couvrant les coûts totaux ~~éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin~~ tels qu'ils résultent de ... »

- Enfin, Norther suggère d'ajouter dans la phrase néerlandaise le mot souligné ci-après: « *Dit amendement beoogt in hoofdzaak de invoering van een mechanisme voor installaties die <u>het</u> voorwerp uitmaken van een domeinconcessie … »*

La CREG adaptera le passage cité du numéro 4 du projet de décision conformément au projet de loi approuvé. En outre, elle accepte le déplacement du numéro 4 et corrigera la faute matérielle.

30. Selon Norther, le renvoi à l'amendement du projet de loi en note de bas de page 3 doit être adapté.

La CREG estime ce renvoi correct. Il est en effet renvoyé au rapport de la Commission Economie dans lequel la disposition transitoire, telle qu'expliquée au numéro 4 du projet de décision a été discutée et approuvée.

31. Norther fait également remarquer que, dans la première phrase du numéro 26 de la version néerlandaise, « hoogspanningstabel » doit être remplacé par « hoogspanningsstation ». La CREG corrigera bien entendu cette erreur matérielle dans la décision finale.

32. Enfin, Norther demande de citer également le paragraphe précédant le paragraphe cité au numéro 19 relatif à la lettre de Norther (du 4 juillet 2016).

La CREG accepte cette remarque et ajoutera le paragraphe demandé.

V. CONTROLE DES OFFRES ET DETERMINATION DU MONTANT A PRENDRE EN CONSIDERATION PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU POUR LE FINANCEMENT DU CABLE SOUS-MARIN

V.1 Coûts pris en compte

33. Dans le cadre de la présente décision, il revient à la CREG de contrôler les coûts totaux à prendre en considération par le gestionnaire de réseau pour le financement du câble sous-marin. La CREG procède à ce contrôle à la lumière des offres, prises en considération par le titulaire de la concession domaniale, qui lui ont été transmises. Dans le cadre de la présente décision, le rôle de la CREG ne porte pas sur le contrôle du respect de la réglementation relative aux marchés publics à laquelle Norther est soumise conformément à la procédure d'appel d'offres.

34. Dans le tableau 1 figure un aperçu de tous les coûts "d'achat, de fourniture et de pose du câble sous-marin, ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production précitées", tels que soumis par Norther.

Tableau 1 : Aperçu de tous les coûts "d'achat, de livraison et de pose du câble sous-marin, ainsi que des installations de raccordement, des équipements et des jonctions de raccordement des installations de production précitées"

	Total 370 MW	Partie contractée
Coûts relatifs à la production, à l'achat et à la pose du câble haute tension *offshore*	[confidentiel]	VODMC
Coûts totaux du câble haute tension *offshore*	**[confidentiel]**	
Equipements de raccordement *onshore*	**[confidentiel]**	Elia
Poste de haute tension *offshore*	**[confidentiel]**	
procurement, installation & commission costs	[confidentiel]	VODMC
Coûts totaux des équipements électriques	**[confidentiel]**	
Total général des infrastructures électriques	**[confidentiel]**	

35. Les coûts du câble haute tension *offshore* et du poste de haute tension *offshore* du tableau 1 peuvent être reliés à la *Best And Final Offer* de Van Oord Dredging en Marine Contractors BV (ci-après : VODMC) *« BAFO for the Balance of Plant package of the Norther Offshore Wind Farm Project ».*

Le montant de ce BAFO est supérieur aux coûts totaux pris en considération pour un financement par le gestionnaire de réseau (75.000.000,00 EUR). Ce BAFO est établi sur la base d'un appel d'offres européen.

36. Outre ce BAFO, Norther a transmis la procédure d'attribution et un aperçu de toutes les offres reçues par objet de coût. Pour vérifier le caractère raisonnable des prix du tableau 1, la CREG utilise les offres reçues par Norther. D'autre part, un incitant clair est prévu pour Norther, en qualité de concepteur du projet, afin de réduire le coût pour l'infrastructure électrique car cela a un effet direct sur la marge bénéficiaire.

V.2 Procédure d'attribution au moyen de l'appel d'offres européen

37. Comme l'impose la loi électricité, une procédure d'appel d'offres européen a été suivie pour l'octroi des contrats de livraison et d'installation du poste de haute tension et du câble de haute tension *offshore*.

38. La mise en disposition et le raccordement de la station transformatrice et de tous les câbles adaptés, y compris le câble d'exportation, est l'un des éléments obligatoires de l'appel d'offres européen n° 2015/S 011-015793 "*Balance of plant works for the Norther Offshore Wind Farm*". L'appel d'offres a été lancé le 13 janvier 2015 avec son annonce au Journal officiel de l'Union européenne.

39. Huit parties ont introduit une demande de participation. Les candidats ont été évalués en fonction de leurs capacités économiques, financières et techniques. La sélection s'est déroulée en confrontant séquentiellement les dossiers introduits aux critères d'exclusion, aux exigences minimales et aux critères de sélection. Cette procédure de sélection a été communiquée à l'avance à toutes les parties intéressées via les "*Instructions for selection of contractors for the balance of plant of the Norther offshore wind farm".*

Un candidat qui ne satisfaisait pas à un ou plusieurs critères d'exclusion obligatoires[6] était automatiquement exclu. Un candidat qui ne satisfaisait pas à un ou plusieurs critères d'exclusion facultatifs[7] pouvait aussi être exclu.

Par ailleurs, un candidat devait satisfaire complètement aux exigences minimales : avoir une assurance de responsabilité pour un minimum de 25 millions EUR, un chiffre d'affaires moyen d'1 milliard EUR, une certification HSSE[8], etc.

Les critères de sélection « expérience », « organisation et personnel » et « certification HSSE » ont entre autres été évalués. Le candidat qui répondait le mieux à ces critères a été recherché sur la base des informations fournies. Tous les candidats ont ensuite été classés, d'une part, en fonction du critère « expérience » (auquel une pondération de 50 % avait été attribuée) et d'autre part, en fonction d'une évaluation de tous les autres critères de sélection (à laquelle une pondération de 50 % avait également été attribuée).

40. En suivant la procédure de sélection susmentionnée, le Conseil d'administration a retenu, le 6 mars 2015, trois parties pour la suite de la procédure.

- [confidentiel] ;
- [confidentiel] ;
- Van oord Dredging en Marine Contractors BV.

41. Lors de la première offre, il n'avait pas été demandé aux candidats de rédiger une offre complète incluant le prix. Aucune évaluation conformément aux critères d'attribution n'avait pu être réalisée. L'accent était principalement mis sur les éléments non financiers. Toutes les parties ont été invitées à soumettre une deuxième offre complète.

Tableau 2 : Aperçu des premières offres

	[confidentiel]	[confidentiel]	Van Oord/marine
Livraison et pose du câble haute tension offshore			
Round 1	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Round 2	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Livraison et installation du poste de haute tension offshore			
Round 1	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Round 2	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

[6] Comme la participation à une organisation criminelle, des faits de corruption ou de fraude, etc.
[7] Comme un état de faillite ou de liquidation, une condamnation pour fautes professionnelles, etc.
[8] *Health, Security, Safety, Environment*.

Les offres du deuxième tour ont été évaluées sur la base des critères d'attribution ci-dessous.

Tableau 3 : Critères d'attribution

Points	Critères
50	Valeur actuelle nette du projet
10	Qualité "santé, sécurité, sûreté et environnement"
10	Capacité à financer l'offre
10	Qualité technique de l'offre
20	Qualité du contrat

Pour tous les critères d'attribution, à l'exception de la « valeur actuelle nette du projet », un score minimum de 50 % par critère d'attribution doit être atteint. Si ce score n'est pas atteint, l'offre est exclue du classement et donc aussi du contrat.

42. Conformément au cahier des charges et à la procédure prescrite, les offres ont été classées après évaluation. Le tableau 4 donne un aperçu de l'évaluation de la deuxième offre.

Tableau 4 : Evaluation deuxième offre

Evaluation de l'offre (round 2)	[confidentiel]	[confidentiel]	Van Oord/marine
Qualité "santé, sécurité, sûreté et environnement"	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Capacité à financer l'offre	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Qualité du contrat	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Qualité technique de l'offre	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Valeur actuelle nette du projet	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Total	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

Comme le consortium de [confidentiel] n'atteint pas le score minimum de 50 % pour deux critères d'attribution (« capacité de financement du contrat » et « qualité du contrat »), leur deuxième offre n'a pas été retenue dans l'évaluation. A titre informatif, Norther a cependant indiqué dans le dossier que si une évaluation complète avec classement avait été réalisée, ce candidat aurait eu 10 points de moins que les deux candidats classés, comme il ressort du tableau susmentionné.

43. Conformément au cahier spécial des charges et à la procédure prescrite, il a été décidé d'inviter les deux entrepreneurs les mieux classés aux rounds de négociation, afin de participer à la phase de conception et d'introduire ensuite une *Best And Final Offer*. Le tableau 5 reprend les offres introduites.

Tableau 5 : BAFO introduites

Round 3 (BAFO)	[confidentiel]	Van Oord/marine
Câble haute tension	[confidentiel]	[confidentiel]
Poste haute tension	[confidentiel]	[confidentiel]

44. L'évaluation des BAFO s'est déroulée selon les mêmes critères d'attribution, mais plus sévèrement, au vu du parcours déjà accompli en phase de préconception.

Le câble et le poste de haute tension font partie de la tâche complète « Balance of plant ». Dans le cadre de l'évaluation, les coûts du projet et des différentes composantes de coût ont été intégrés dans une analyse *discounted cashflow* et ont été traduits en une valeur actuelle nette globale (ci-après : VAN). En termes VAN, on parle d'une différence d'environ [confidentiel] pour l'ensemble des coûts répartis sur le cycle de vie du projet, ce qui représente +/- 3 points de différence en score VAN.

Il ressort du tableau 6 que VODMC a obtenu un meilleur score pour la « qualité de l'offre », « la qualité technique de l'offre » et « la capacité à financer l'offre ».

Ainsi, la BAFO de VODMC contenait considérablement moins de modifications du cadre contractuel, avec en plus une acceptation des éléments clés du "*Norther BAFO ITT Engineering, Procurement, Construction and Installation (EPCI) contract"*. Dans sa BAFO, VODMC a confirmé les éléments clés relatifs aux garanties, aux responsabilités générales de conception et à la résolution de pannes. Par ailleurs, de meilleures conditions étaient offertes en matière de *delay damages* et de limitation de la responsabilité. Le rapport et la répartition des risques entre le maître de l'ouvrage et l'entrepreneur peuvent dès lors être considérés comme mieux délimités et plus équilibrés.

Pour ce qui est de la capacité à financer, VODMC obtient également un meilleur score. Les garanties offertes et les dispositions de la BAFO exercent un impact limité sur le profil de risque de Norther, ainsi que sur les marges requises pour les risques et *contingencies*.

Enfin, sur le plan technique, le programme qualité et leurs (propres) bateaux constituaient les points positifs de leur évaluation par rapport au concurrent.

Tableau 6 : Evaluation des BAFO

Evaluation de l'offre (BAFO)	[confidentiel]	Van Oord/marine
Qualité "santé, sécurité, sûreté et environnement"	[confidentiel]	[confidentiel]
Capacité à financer l'offre	[confidentiel]	[confidentiel]
Qualité du contrat	[confidentiel]	[confidentiel]
Qualité technique de l'offre	[confidentiel]	[confidentiel]
Valeur actuelle nette du projet	[confidentiel]	[confidentiel]
Total	[confidentiel]	[confidentiel]

45. Le classement du tableau 6 a conduit à la désignation d'un offrant préférentiel. Le 13 avril 2016, le Conseil d'administration a donc décidé de désigner Van oord Dredging en Marine Contractors BV comme offrant préférentiel et d'inviter cette partie aux négociations contractuelles finales, comme exposé dans le cahier spécial des charges.

46. Sur la base de la procédure d'appel d'offres et d'une comparaison avec d'autres concessions domaniales, la CREG décide que les coûts de livraison et de pose du câble et du poste haute tension *offshore* sont raisonnables.

V.3 Conclusion après comparaison des offres

47. Après comparaison des contrats conclus avec les offres pour la fourniture et la pose du câble de haute tension sous-marin et du poste de haute tension, la CREG constate que les coûts du contrat à conclure avec Van Oord Dredging en Marine Contractors BV sont raisonnables. Par conséquent, il convient d'en tenir pleinement compte pour fixer le montant du financement du câble sous-marin par le gestionnaire de réseau.

48. Conformément au scénario maximal prévu à l'article 7, §2 de la loi électricité, Norther reçoit un financement de 25.000.000,00 EUR et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite serait majoré[9] de 12,00 EUR/MWh.

49. Cependant, la CREG a réceptionné un courrier de Norther aux termes duquel cette dernière renonce notamment à la partie de la surcharge de câble excédant 8,20 EUR/MWh. Elle demande en ce sens que la CREG prenne une décision où la surcharge de câble attribuée à Norther s'élèverait à 8,20 EUR/MWh.

[9] Dans le texte ci-après, le terme « surcharge de câble » sera utilisé pour faire référence au « montant de l'augmentation du prix minimal pour l'énergie éolienne produite ».

50. Il convient donc de vérifier si la CREG peut fixer, en application de l'article 7, §2 de la loi électricité, une surcharge de câble inférieure à ce que la loi prévoit.

51. Il convient d'abord de constater, à ce sujet, que Norther renonce à ses propres droits et que cette renonciation profite à l'ensemble des consommateurs, puisque ce sont ces derniers qui supportent *in fine* la charge du rachat, par le gestionnaire du réseau, des certificats verts attribués aux producteurs d'électricité *offshore*.

52. Selon la jurisprudence de la Cour de cassation[10], une renonciation est valable si elle n'est pas contraire à l'ordre public. C'est le cas en l'espèce : en soi, rien n'interdit au bénéficiaire d'une mesure d'aide de renoncer à une partie de l'aide légalement prévue.

53. Il faut ensuite constater que la renonciation de Norther traduit un accord intervenu entre ce titulaire de la concession domaniale et le Gouvernement fédéral. Cet accord a trouvé sa prolongation dans la décision du Conseil des ministres du 9 juin 2016 qui a elle-même fait l'objet d'une notification à la Commission européenne en vue d'obtenir l'approbation de cette dernière sur les nouvelles mesures de soutien à la production d'électricité *offshore*. En clair, le montant de la surcharge de câble demandée par Norther dans le cadre de la présente décision correspond au montant de l'aide attribuée à Norther, telle que notifiée à la Commission européenne.

54. Le mécanisme de soutien ayant été notifié à la Commission européenne, le principe de *standstill* trouve à s'appliquer, en ce sens qu'une mesure de soutien pour le raccordement ne pourrait être reconnue à Norther tant que la Commission européenne ne l'a pas approuvée, pas davantage que ne pourrait être attribué un montant supérieur à ce qui a été notifié en vue d'une future approbation.

55. En outre, pour donner un effet utile à la condition suspensive contenue dans la présente décision, il importe que le montant octroyé pour la surcharge de câble soit le même que celui qui a fait l'objet de la notification à la Commission européenne, de sorte qu'une fois le niveau d'aide approuvé par la Commission, la présente décision puisse pleinement sortir ses effets. En ce sens, la fixation de la surcharge de câble au même niveau que celui notifié à la Commission européenne est requise par le principe de *standstill* contenu dans l'article 108, §3, du TFUE.

[10] Cass., 21 janvier 2000, Pas., I, 56.

56. Compte tenu de ce qui précède, la CREG prend acte de, et accepte, la renonciation de Norther à augmenter de plus de 8,20 EUR/MWh le prix minimal pour l'énergie éolienne produite, tel que fixé dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002

VI. CONDITION SUSPENSIVE

57. En vertu de l'article 108, §3 du TFUE, un Etat membre de l'Union européenne ne peut mettre à exécution les mesures de soutien projetées, avant que la procédure ait abouti à une décision finale de la Commission européenne.

Cette disposition contient la règle généralement appelée obligation de *standstill*.

Par « mise en vigueur », il ne convient pas d'entendre seulement le paiement effectif de l'aide, mais plutôt le moment où le droit à l'aide est octroyé en vertu de la législation nationale[11]. Si cette obligation n'est pas respectée par l'Etat membre, l'aide octroyée - c.-à-d. la décision d'octroyer l'aide - sera considérée comme illégale.

Toute autorité de l'Etat membre est tenue par cette obligation. En sa qualité d'autorité indépendante administrative, la CREG doit également respecter l'obligation de *standstill*.

58. En principe, cette disposition de *standstill* ne vaut qu'après notification du projet de soutien à la Commission européenne.

La notification du régime de soutien dont bénéficiera Norther est intervenue le 16 juin 2016.

59. Dans ce cas, la CREG doit prendre une décision quant à l'application, dans le chef de la S.A. Norther, d'une intervention dans le coût du câble sous-marin où (i) le titulaire de la concession *offshore* reçoit, via le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, un financement de 25.000.000,00 EUR et (ii) le prix minimal pour l'énergie éolienne produite par Norther est augmenté de 8,20 EUR/MWh.

Ce régime de soutien des coûts du câble sous-marin figure dans le dossier de notification remis à la Commission européenne.

[11] Voir e.a. HvJ-EU, Magdeburger Mühlenwerke, Aff. C-129/12, du 21 mars 2013, §40.

Par ailleurs, il découle de l’article 7, §2, alinéas 1 et 2 de la loi électricité que la décision de la CREG est celle en vertu de laquelle le droit à l’aide est octroyé.

60. Il ressort de ce qui précède que la disposition de *standstill* s’applique à cette décision. La CREG contreviendrait à cette disposition si elle octroyait inconditionnellement à la SA Norther le droit à l’aide pour le câble sous-marin.

En revanche, rien n’empêche de lier l’entrée en vigueur de cette décision à une décision positive de la Commission européenne sur le régime de soutien relatif à cette décision.

Par conséquent, la présente décision n'entrera en vigueur qu'à la date à laquelle la Commission européenne adoptera une décision dont il ressort que la mesure de soutien au câble sous-marin sur laquelle repose la présente décision et son application individuelle à la SA Norther dans la présente décision n'est pas une aide d'Etat compatible ou non avec le marché intérieur, ou alors à la date à laquelle la Commission européenne sera réputée avoir adopté cette décision. Si la décision de la Commission européenne comporte des conditions en lien avec des éléments essentiels constitutifs de la présente décision, la présente décision de la CREG entre en vigueur au moment où ces conditions sont remplies.

VII. CONCLUSION

Vu l'article 7, §2, deuxième alinéa de la loi électricité, qui prévoit que le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin (y compris les installations de raccordement, les équipements et les jonctions de raccordement), et ce pour un montant maximum de 25.000.000,00 EUR en cas d'accord pour un raccordement direct ;

Vu le rôle de la CREG, prévu à l'article 7, §2, premier alinéa de la loi électricité, qui comporte le contrôle par le gestionnaire du réseau des coûts totaux à prendre en considération pour le financement ;

Vu que la CREG procède à ce contrôle (conformément aux dispositions légales) en se fondant uniquement sur les offres, prises en considération par le titulaire de la concession domaniale, qui lui ont été transmises.

Vu que la puissance du parc éolien projeté par Norther dépasse les 216 MW ;

Vu le dossier de demande du 21 juin 2016 ;

Vu les informations complémentaires reçues les 23, 24 et 30 juin, ainsi que les 1er et 4 juillet 2016 ;

Vu la lettre du 4 juillet 2016 adressée à la CREG dans laquelle Nother renonce à certains droits, tels que définis dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 et la loi électricité ;

Vu l'analyse qui précède ;

Considérant que le rôle de la CREG dans cette décision ne porte pas sur le contrôle du respect de la réglementation relative aux marchés publics à laquelle est soumise Norther dans le cadre de la procédure d'appel d'offres et se limite au contrôle des coûts totaux à prendre en considération pour la contribution sur la base des offres fournies par Norther ;

Considérant que le contrat de Van Oord Dredging en Marine Contractors BV porte sur des éléments de coûts visés à l'article 7, §2 de la loi électricité, que leur montant total s'élève à [confidentiel] EUR et que ce montant est considéré comme raisonnable après contrôle effectué par la CREG ;

Sous réserve du respect des conditions visées à l'article 7, §2, alinéas 4 et 5 de la loi électricité ;

Sous réserve que la CREG reçoive par recommandé un exemplaire du contrat que le gestionnaire du réseau et la SA Norther doivent conclure conformément à l'article 7, §2, alinéa 8 de la loi électricité ;

La CREG décide que le montant du financement du câble sous-marin par le gestionnaire de réseau s'élève à 25.000.000,00 EUR. Ce financement est étalé sur cinq ans, a rato d'un cinquième par an à verser à compter du mois suivant le commencement des premiers travaux et chaque année qui suit à la même date.

La CREG prend acte de la renonciation de Norther à augmenter de plus de 8,20 EUR/MWh le prix minimal pour l'énergie éolienne produite, tel que fixé dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

Par conséquent, la présente décision n'entrera en vigueur qu'à la date à laquelle la Commission européenne adoptera une décision dont il ressort que la mesure de soutien au câble sous-marin sur laquelle repose la présente décision et son application individuelle à la SA Norther dans la présente décision n'est pas une aide d'Etat compatible ou non avec le marché intérieur, ou alors à la date à laquelle la Commission européenne sera réputée avoir adopté cette décision. Si la décision de la Commission européenne comporte des conditions en lien avec des éléments essentiels constitutifs de la présente décision, la présente décision de la CREG entrera en vigueur au moment où ces conditions sont remplies.

Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction